

Os custos de energia elétrica das empresas de Santa Catarina e a viabilidade econômica de migração para o Ambiente de Contratação Livre.

Resumo

O objetivo do artigo é identificar se o mercado livre de energia é uma opção economicamente viável para as empresas de pequeno e médio porte de Santa Catarina. O estudo é realizado por meio de pesquisa com abordagem quantitativa, mediante coleta de dados em uma empresa gestora de energia localizada no município de Blumenau. Foi analisado o perfil de consumo de 41 empresas com a finalidade de identificar, por meio de uma simulação, a viabilidade econômica de migração para o mercado livre de energia elétrica. Com a preocupação de atender à necessidade das empresas interessadas em reduzir seus gastos energéticos, demonstra-se, por meio de fundamentos teóricos e regras que regem o mercado, os cálculos e resultados obtidos. O resultado da pesquisa demonstra que em vista dos atuais preços apresentados pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), que se equiparam com os praticados pela Celesc, as empresas de pequeno e médio portes encontram dificuldades em optar pela migração, salvo as que possuem consumo elevado em horário de ponta e alta contratação de demanda, onde os valores referentes a distribuição e disponibilidade recebem benefícios devido ao consumo de energia incentivada.

Palavras-chave: Custo de Energia; Energia Elétrica; Setor Elétrico; Consumidor Especial.

Área Temática: Abordagens contemporâneas de custos.

1 Introdução

O custo com energia elétrica no processo de produção pode ser fator de relevância para alcançar resultados econômicos mais satisfatórios. Muitas empresas possuem a energia elétrica entre seus principais custos de produção e por isso torna-se necessário entender como funciona o Setor Elétrico Brasileiro visando encontrar a melhor opção para contratação de energia.

Foi em 1995, na reforma implementada pelo governo do ex-presidente Fernando Henrique Cardoso, que se iniciaram as contratações de energia por meio de contratos de livre comercialização, onde alguns consumidores obtiveram a liberdade de escolher de quem comprar a energia elétrica (MOREIRA, 2016).

Para Magalhães (2009), em 2004 diante de um novo governo federal, as transações de energia elétrica passaram a ser realizadas em dois ambientes: no Ambiente de Contratação Regulada (ACR) - ambiente dos contratos regulados no qual as concessionárias de distribuição adquirem a energia elétrica de que necessitam por meio de leilões regulados, também conhecido como “mercado cativo” - e no Ambiente de Contratação Livre (ACL) - ambiente dos contratos livremente negociados entre geradores, comercializadores, consumidores livres e especiais, conhecido também como “mercado livre”.

A pesquisa busca contribuir com a atual discussão a respeito do setor elétrico brasileiro, suas oportunidades de negócios e as diferenças existentes entre os resultados encontrados na ACL e na ACR. Em um trabalho semelhante, Faria (2008) buscou averiguar a redução dos custos com energia elétrica no mercado livre. Outros estudos também similares são o de Souza (2016) que verificou a viabilidade das indústrias de cerâmica vermelha do município de Sombrio em Santa Catarina, e o de Bauer, Carvalho e Rohr (2016) que estudou a redução de custos de energia elétrica em supermercados no estado do Paraná.

Dessa forma, a presente pesquisa procura responder a seguinte pergunta de pesquisa: a migração para o mercado livre de energia é viável economicamente para as empresas de pequeno e médio porte do estado de Santa Catarina? Com isso, o trabalho tem por objetivo evidenciar a composição dos custos de energia e sua dinâmica com os perfis das empresas estudadas, destacando os aspectos mais relevantes, com a finalidade de identificar se o mercado livre é uma opção viável economicamente.

Para sobreviverem ao atual cenário de crise econômica, as empresas, e especialmente as indústrias, precisam procurar maneiras de reduzirem seus custos operacionais. Entender qual é a melhor opção de contratação e identificar quando optar pela migração ao mercado livre de energia, pode ser uma solução viável.

2 Referencial Teórico

2.1 Agentes e ambientes de contratação do setor elétrico

Para entender como funcionam os ambientes de contratação, é importante identificar quem são os agentes que atuam no mercado e como eles se relacionam. Os principais agentes do setor elétrico são os apresentados no Quadro 1.

Quadro 1 – Principais agentes do setor elétrico

Agentes Geradores	São autorizados ou concessionários de geração de energia elétrica, que operam plantas de geração e prestam serviços ancilares.
Agentes de Transmissão	Agentes detentores de concessão para transmissão de energia elétrica, com instalações na rede básica.
Agentes de Distribuição	Operam um sistema de distribuição na sua área de concessão, participando do Sistema Interligado e sendo usuários da Rede Básica. Contratam serviços de transmissão de energia e serviços ancilares do Operador Nacional do Sistema Elétrico.
Consumidores Cativos	Consumidores que possuem contratos exclusivamente com a distribuidora.
Consumidores Livres	Consumidores que têm a opção de escolher seu fornecedor de energia elétrica, conforme definido em resolução da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL).
Agentes Importadores	São agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à importação de energia elétrica.
Agentes Exportadores	São agentes titulares de autorização para implantação de sistemas de transmissão associados à exportação de energia elétrica.

Fonte: Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS, 2017).

De acordo com Walvis (2014), há também os consumidores especiais classificados como aqueles com consumo igual ou superior a 0,5 MW (megawatt), que poderão comprar energia elétrica diretamente de geradores independentes ou de autoprodutores com excedentes, desde que os geradores sejam Pequenas Centrais Hidrelétricas (PCH) ou com base em fontes solar, eólica ou biomassa.

Magalhães (2009) entende que no ACR a comercialização de energia elétrica ofertada por geradores, importadores de energia e comercializadores, visa atender aos requisitos de aquisição de energia das empresas distribuidoras para fornecimento dos consumidores cativos. Já no ACL a comercialização de energia elétrica ocorre entre geradores, importadores de energia, comercializadores e consumidores livres. As condições contratuais, tais como valores, vigência e quantidade são negociados livremente entre as partes.

Faria (2008) aborda o mercado cativo e o mercado livre da seguinte forma: (i) mercado cativo: o consumidor tem apenas um contrato, que é celebrado entre ele e a distribuidora; e (ii) mercado livre: o consumidor contrata a energia diretamente com o gerador ou com a comercializadora por meio de contratos de longo prazo e de curto prazo quando

necessário, pagando para o agente concessionário apenas a Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD).

2.2 Custos de energia

A composição dos custos de energia é diferente para as empresas em cada ambiente de contratação. Porém, há alguns conceitos que são utilizados em ambos mercados, por esse motivo, estes serão abordados primeiramente neste tópico e depois serão apresentados seus valores praticados em cada ambiente nos tópicos posteriores.

Toda energia comercializada no mercado passa pelo Sistema Interligado Nacional (SIN). Conforme abordado por Walvis (2014, p. 22),

O Sistema Interligado Nacional (SIN) é um composto de usinas, linhas de distribuição e ativos de transmissão, que integram as linhas de transmissão de todo o país, com abrangência na maior parte do território brasileiro. A função desse sistema é conectar as usinas geradoras aos centros de carga das distribuidoras localizados em cada região e permitir que distintas regiões permutem energia entre si, evitando, com isso, que diferentes regimes de chuvas entre regiões afetem o abastecimento de energia elétrica em nível nacional.

Para o uso do sistema é cobrado tarifas dos agentes, classificadas em Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição (TUSD) e Tarifa de Uso do Sistema de Transmissão (TUST) que são dois subcomponentes tarifários que remuneram os custos de operação e de manutenção das redes de distribuição e transmissão, respectivamente. Os custos com a aquisição da energia elétrica são os valores pagos pela distribuidora pela energia que considera suficiente para atender o seu mercado cativo nos leilões regulados pela ANEEL. Esses custos devem ser integralmente repassados aos consumidores, sem a incidência de margem de lucro (WALVIS, 2014).

A demanda contratada é o valor de potência ativa a ser obrigatória e continuamente disponibilizada pela concessionária, conforme o valor e período de vigência estabelecido em contrato. Esse valor é contratado pelo consumidor e deverá ser pago à concessionária, independentemente de sua utilização (CORREA; OZUR; PEREIRA, 2011).

As tarifas de distribuição e transmissão, assim como as tarifas de demanda, no caso do mercado cativo, e as tarifas de energia - valor cobrado pelas distribuidoras pela entrega da energia consumida -, sofrem alterações de acordo com o horário. Isso ocorre, pois, o governo, com intuito de racionalizar energia nas horas onde o consumo é mais intenso, estruturou o modelo tarifário em ponta e fora de ponta.

Para Silva (2012), o horário de ponta é o período definido pela concessionária, composto por três horas consecutivas, compreendidas entre as 18 e 21h, exceção dos sábados, domingos, terça-feira de Carnaval, sexta-feira da Paixão, Corpus Christi, Finados e demais feriados por lei federal. Neste intervalo, a energia é mais cara. Já o horário fora de ponta corresponde às horas complementares às três horas consecutivas que compõem o horário de ponta. Neste intervalo a energia elétrica é mais barata.

Já Carvalho (2012) indica que o horário de ponta é o período composto por três horas diárias consecutivas, de 17h30min às 20h30min, definidas pela distribuidora e considerando a curva de carga do seu sistema elétrico aprovado pela ANEEL para toda área de concessão, com exceção feita aos sábados, domingos e feriados especificados na resolução normativa.

Essa diferença de 30 minutos entre os autores é definida por cada distribuidora, que identifica o horário onde há demasiado consumo em sua região de atendimento e define naquele período o horário de ponta, assim como foi destacado pelos autores.

Levando em consideração a variação do custo nas horas de maior consumo, o contratante de energia precisa definir em qual estrutura tarifária horo-sazonal optará. Para Carvalho (2012), a estrutura tarifária horo-sazonal é caracterizada pela aplicação de tarifas diferenciadas de consumo de energia elétrica e de demanda de potência, de acordo com os postos horários, horas de utilização do dia e os períodos do ano. O objetivo dessa estrutura

tarifária é racionalizar o consumo de energia elétrica ao longo do dia e do ano, motivando o consumidor, pelo valor diferenciado das tarifas, a consumir mais energia elétrica nos horários do dia e nos períodos do ano em que elas forem mais baratas.

As tarifas Azuis e Verdes possuem equações diferentes para o faturamento no Horário de Ponta. Na tarifa azul são cobradas as demandas na ponta e fora de ponta enquanto na tarifa verde, é cobrada apenas a demanda fora de ponta (FARIA, 2008).

Este sistema permite que o consumidor analise o seu consumo e opte pela tarifa que julgar mais vantajosa e/ou qual a melhor hora de maximizar a produção em sua empresa, conforme as análises do Quadro 2.

Quadro 2 – Análise das tarifas horo-sazonal.

Tarifa horo-sazonal verde	Mais adequada para unidades consumidoras que possuam uma carga na ponta baixo e que tenham a possibilidade de reduzir a carga no horário de ponta.
Tarifa horo-sazonal azul	Mais indicada para unidades consumidoras que apresentam dificuldades na redução de carga na ponta e possuam uma de carga na ponta elevado, apresentando um consumo significativo de energia elétrica nesse período.
Tarifas horo-sazonais, verde e azul	Permitem ao consumidor reduzir suas despesas com energia elétrica, desde que ele consiga programar o seu uso. Essa redução poderá ser obtida, por exemplo, evitando-se o horário de ponta.

Fonte: Carvalho (2012).

Além dos custos vinculados ao negócio da energia elétrica, os Governos Federal, Estadual e Municipal cobram na conta de energia elétrica o Programa de Integração Social (PIS), Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), o Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestação de Serviços (ICMS) e a Contribuição para Iluminação Pública. (CAVALHO, 2012). De acordo com a Companhia Paulista de Força e Luz (CPFL), para calcular o imposto sobre a contratação da energia elétrica se utiliza a fórmula I:

$$Imposto = \frac{Base\ de\ Cálculo}{1 - (PIS + COFIN + ICMS)} \quad (I)$$

Com a edição das Leis nº 10.637/2002, 10.833/2003 e 10.865/2004, o PIS e a COFINS tiveram suas alíquotas apuradas de forma não cumulativa. Por conta desse novo critério de cálculo, as alíquotas apuradas a serem repassadas via faturamento na conta de luz variam de um mês para o outro, são apresentadas e calculadas na própria conta de energia elétrica com base no conceito universal de formação de preço. A variação se deve ao fato de estar diretamente relacionado ao volume de créditos (custos) e débitos (vendas) apurados mensalmente pelas distribuidoras (CPFL, 2017).

2.2.1 Custos de energia no mercado cativo

É importante distinguirmos as unidades de medida utilizadas para mensurar os dados utilizados no setor elétrico. Para tensão a unidade de medida utilizada é o kV (quilovolt) e para medir a energia usa-se kW (quilowatt) ou MW (megawatt).

As tarifas pagas pelos consumidores variam de acordo com o perfil de consumo de energia do consumidor. A ANEEL, na resolução nº 418/2010, apresenta a classificação dos consumidores em dois grupos: (i) Grupo A, unidades consumidoras com fornecimento em tensão igual ou superior a 2,3 kV; e, (ii) Grupo B, unidades consumidoras com fornecimento em tensão inferior a 2,3 kV.

O sistema possui três bandeiras: verde, amarela e vermelha e indicam se a energia custa mais ou menos, em função das condições de geração de eletricidade, conforme o Quadro 3.

Quadro 3 - Bandeiras do sistema tarifário.

Bandeira verde	Condições favoráveis de geração de energia. A tarifa não sofre nenhum acréscimo.
Bandeira amarela	Condições de geração menos favoráveis. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,020 para cada quilowatt-hora (kWh) consumido.
Bandeira vermelha - Patamar 1	Condições mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,030 para cada quilowatt-hora kWh consumido.
Bandeira vermelha - Patamar 2	Condições ainda mais custosas de geração. A tarifa sofre acréscimo de R\$ 0,035 para cada quilowatt-hora kWh consumido.

Fonte: ANEEL (2017).

No estado de Santa Catarina as tarifas vigentes são publicadas pela ANEEL através de uma resolução homologatória e são aplicadas pela Centrais Elétricas de Santa Catarina (CELESC), distribuidora que atende todo o estado.

2.2.2 Custos de energia no mercado livre

Consumidor Especial de acordo com a Resolução Normativa 247/2006 da ANEEL é o consumidor responsável por unidade consumidora ou conjunto de unidades consumidoras do Grupo “A”, integrante (s) do mesmo sub mercado no SIN, cuja carga seja maior ou igual a 500 kW.

De acordo com Magalhães (2009), os consumidores de médio porte, com carga acima de 500 kW e atendidos em qualquer tensão, mas desde que a energia elétrica por eles adquirida seja proveniente de fontes incentivadas, são chamados de consumidores especiais.

Energia incentivada é a energia proveniente de fontes como eólica, solar e biomassa que possuem potência injetada na rede inferiores ou no máximo igual a 30 MW, ou a partir de PCH, com potência de 1 MW até 30 MW. A denominação de Energia Incentivada se deve aos descontos dados nas tarifas de uso do sistema de distribuição (TUSD), com valores que variam de 50% a 100% (BAUER; CARVALHO; ROHR, 2016).

No mercado livre, o montante consumido é acrescido da perda de energia no sistema, que varia entre 2,5% a 3% do consumo líquido medido. O consumidor Livre é responsável pelas perdas de energia até o ponto de entrega. As perdas podem ser técnicas (dissipadas por fenômenos físicos) ou não técnicas (erros de medições ou furtos de energia) (FARIA, 2008). Além das perdas o montante faturado também contempla as cotas do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA), que diminuem o montante de consumo líquido medido.

Criado pela Lei nº 10.438/2002, o PROINFA tem o objetivo de aumentar a participação de fontes alternativas renováveis (pequenas centrais hidrelétricas, usinas eólicas e empreendimentos termelétricos a biomassa) na produção de energia elétrica, privilegiando empreendedores que não tenham vínculos societários com concessionárias de geração, transmissão ou distribuição. O custo do programa, cuja energia é contratada pela Eletrobrás, é pago por todos os consumidores finais (livres e cativos) do SIN, exceto os classificados como baixa renda (ANEEL, 2017).

Logo, para calcular o montante de energia a faturar, utiliza-se a fórmula II.

$$\text{Energia Faturável} = \text{Energia Medida} + \text{Perdas da Rede Básica} - \text{Cotas do PROINFA} \quad (\text{II})$$

Fonte: Elaborado pelos autores (2017).

Conforme Faria (2008) outro fator preponderante é o preço de contratação da energia elétrica no Ambiente de Contratação Livre. Este valor é negociado entre as partes (Gerador *versus* Consumidor ou Comercializador *versus* Consumidor) e é baseado no Preço de

Liquidação das Diferenças (PLD), este que tem como base o Custo Marginal de Operação (CMO). O entendimento de PLD e CMO é apresentado no Quadro 4.

Quadro 4 - Conceitos de PLD e CMO

Preço de Liquidação de Diferenças (PLD)	É o preço definido pela CCEE semanalmente, utilizado para valorar a compra e a venda de energia no mercado de curto prazo, determinado semanalmente para cada patamar de carga com base no CMO. O CMO é obtido pelo ONS através de aplicativos computacionais que utilizam em seus cálculos dados históricos e atuais dos valores da energia. Os aplicativos utilizados nas previsões são o NEWAVE, que prevê o preço mensal com horizonte de cinco anos e o DECOMP que prevê o preço semanal com horizonte de um mês.
Custo Marginal de Operação (CMO)	Custo por unidade de energia produzida para atender a um acréscimo de carga no sistema.

Fonte: Faria (2008).

O PLD é utilizado como base para se obter o valor da energia elétrica no mercado de curto prazo e também para se ter uma base para valores da energia a médio e longo prazo (BAUER; CARVALHO; ROHR, 2016).

De acordo com Magalhães (2009), a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) tem a atribuição de aferir os montantes registrados frente aos montantes medidos de geração e consumo. As diferenças apuradas são contabilizadas neste mercado de curto prazo ao PLD, que é estabelecido a partir de modelo computacional. Somente sobras e déficits são contabilizadas e liquidadas no mercado de curto prazo, pois os montantes contratados bilateralmente são faturados e liquidado nos termos previstos no Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica (CCVEE). A ANEEL homologou os limites máximo e mínimo do PLD para o ano de 2017 em R\$ 533,82/MWh (reais por megawatt-hora) e R\$ 33,68/MWh, respectivamente (CCEE, 2017).

3 Metodologia

A presente pesquisa possui abordagem quantitativa e tem como amostra um conjunto de 41 empresas de pequeno e médio porte situadas no estado Santa Catarina. Todas essas empresas operam dentro de um intervalo de demanda contratada entre 500kW a 3.000kW, classificadas no grupo A - subgrupo A4. Esse é o perfil com requisito mínimo para a migração ao mercado livre. Além disso, essas empresas também são classificadas como Consumidor Especial, e por isso possuem um desconto de 50% na contratação de energia incentivada proveniente de Pequenas Centrais Elétricas (PCH). Esse desconto é um fator relevante na análise entre os ambientes de contratação.

Os dados foram coletados da base de dados de uma empresa de gestão de energia localizada no município de Blumenau. Para a operacionalização da pesquisa, foi realizado uma análise documental de contratos de compra e venda de energia elétrica e faturas emitidas pelas distribuidoras referentes ao período de junho de 2016 a junho de 2017. Por meio destes documentos, foram obtidos os consumos de ponta e fora de ponta de energia, assim como a demanda contratada, que permitiu calcular a média de consumo anual, utilizada para simulação dos custos de energia obtidos em cada modalidade de contratação. Foi escolhida a melhor opção encontrada em cada ambiente e calculado a diferença entre elas. Deste modo pôde-se compreender se houve ou não redução dos custos de energia no mercado livre.

Das empresas que participaram do estudo, 9 delas já são participantes do mercado livre. As demais são empresas que estão no mercado cativo a procura de reduzir seu custo e identificar qual a melhor opção de contratação.

Como os resultados dependem dos preços praticados no mercado livre, foi realizado duas simulações: uma com base no PLD médio do mês de julho de 2017 apresentada no Anexo A; e outra com base no PLD médio do ano de 2017 apresentada no Anexo B.

Os cálculos realizados na simulação serão apresentados com base nas duas primeiras empresas dos anexos, sendo a empresa A já optante do mercado livre e a empresa B optante do mercado cativo. Apresenta-se na Tabela 1 os valores utilizados para realização das análises:

Tabela 1 - Média PLD 2017

Mês	PLD Médio Submercado Sul
Janeiro	R\$ 121,44
Fevereiro	R\$ 128,43
Março	R\$ 216,24
Abril	R\$ 371,47
Maio	R\$ 411,49
Junho	R\$ 65,91
Julho	R\$ 280,81
Média	R\$ 227,97

Fonte: CCEE (2017).

As empresas estudadas estão no Grupo A, subgrupo A4 (com tensão de fornecimento de 2,3 kV a 25 kV). As tarifas vigentes até a data de elaboração deste estudo foram publicadas na Resolução Homologatória nº 2.120, de 16 de agosto de 2016, que estão apresentadas na Tabela 2.

Tabela 2 - Tarifas do mercado cativo em Santa Catarina em R\$/kW

	Modalidade	Posto	Demanda	TUSD	TE
Subgrupo A4	Azul	Ponta	25,19	0,5721	0,37463
		Fora de Ponta	9,09	0,5721	0,24405
	Verde	Ponta	-	0,66768	0,37463
		Fora de Ponta	9,09	0,5721	0,24405

Fonte: ANEEL (2016).

A Tabela 2 apresenta os valores de Demanda, TUSD e Tarifa de Energia (TE), nos postos de ponta e fora de ponta nas modalidades Verde e Azul. Além dessas tarifas, o sistema ainda possui as bandeiras tarifárias. A Resolução Homologatória nº 2.120, de 16 de agosto de 2016 da ANEEL, indica que, para os clientes da modalidade verde que são consumidores livres, o desconto da TUSD Ponta é concedido através da fórmula III.

$$\text{Tarifa aplicável TUSD Ponta} = ((\text{TUSD Ponta} - \text{TUSD Fora Ponta}) \times 50\%) + \text{TUSD Fora Ponta} \text{ (III)}$$

Utilizando os dados da Tabela 2, o cálculo da tarifa de energia ponta aplicável para os clientes da modalidade verde como consumidores livres é igual a 0,36245 R\$/kW.

4 Resultados

A primeira empresa apresentada já é participante do mercado livre, com contrato assinado em agosto de 2016 e compra sua energia ao valor de R\$192,94 no ano de 2017. Possui demanda contratada de 500kW e é da modalidade tarifária Verde e o período analisado é o mês de abril de 2017. Na Tabela 3 abaixo será mostrado os custos de demanda e TUSD:

Tabela 3 - Custos com Demanda e TUSD Empresa A

Descrição	ACR (Mercado Cativo)			ACL (Mercado Livre)		
	Tarifa	Valor (R\$)		Tarifa	Valor (R\$)	
Demanda P	0	0	0	0	0	0

Demanda FP	500 kW	9,9	4.545,00	500 kW	4,55	2.272,50
TUSD P	20.392 kWh	0,66768	13.615,33	20.392 kWh	0,36245	7.390,98
TUSD FP	175.994 kWh	0,05721	10.068,62	175.994 kWh	0,05721	10.068,62
Total			28.228,95			19.732,10

Fonte: Dados da pesquisa (2017).

Na Tabela 3 é possível verificar que os consumidores da modalidade verde não possuem Demanda Ponta (P) contratada, apenas Demanda Fora de Ponta (FP). A TUSD Ponta e TUSD Fora de Ponta são medidas da mesma forma em ambos os mercados sem haver a necessidade de incorporar as perdas e cotas de PROINFA no ambiente de contratação livre.

No custo de demanda, por ser de fonte incentivada, nota-se uma redução de custo de 50%, isto acontecerá para todos os consumidores especiais. Já os custos com TUSD mesmo que as tarifas sejam fixas, nota-se que só há diferença na Ponta, o que pode influenciar no resultado de acordo com o perfil de consumo.

Esta diferença ocorre independentemente do valor da energia contratada. Estes valores da Tabela 3 são homologados da ANEEL e são aplicadas a todos os consumidores, respeitando o ambiente de contratação, grupo e modalidade. Neste caso houve uma diferença no mercado livre de energia de R\$ 8.497,00, equivalente a uma economia de 30,10% nos custos de Demanda e TUSD.

Os custos apresentados na Tabela 3 são cobrados pela distribuidora local mediante a apresentação da fatura, independente do ambiente de contratação.

Na Tabela 4 o resultado da diferença depende do valor de contratação de energia no mercado livre. Logo, a diferença entre os dois ambientes estará diretamente ligada aos negócios realizados entre consumidores e fornecedores de energia.

Tabela 4 - Custos com energia Empresa A

Descrição	ACR (Mercado Cativo)			ACL (Mercado Livre)		
	Medição	Tarifa	Valor (R\$)	Medição	Tarifa	Valor (R\$)
Consumo P	20.392 kWh	0,37463	7.639,45			
Consumo FP	175.994 kWh	0,24405	42.951,34			
Consumo ACL				197.285 kWh	0,19294	38.064,17
Total			50.590,79			38.064,17

Fonte: Dados da pesquisa (2017).

É possível identificar a diferença dos montantes faturados. No ACL, a energia segue a regra apresentada no tópico 3.2 e deve contemplar as perdas do sistema e as cotas do PROINFA. Ou seja, no período apresentado a energia medida é de 196.386 kW, as perdas aplicadas foram de 3% e foi abatido o montante de 4.993 kW das cotas do PROINFA, totalizando assim o montante de energia faturável no mercado livre de 197.285 kW, enquanto que no mercado cativo o montante faturado é equivalente a medição da energia efetivamente consumida.

Houve também uma economia nos custos de energia na Empresa A no total de 24,76%. Esta diferença de R\$ 12.526,62 não leva em consideração a bandeira tarifária que estava em vigor no mês de abril. A Tabela 5 é apresentada considerando a adição da bandeira vigente neste período.

Tabela 5 - Custo com energia com bandeira vermelha.

Descrição	ACR (Mercado Cativo)			ACL (Mercado Livre)		
	Medição	Tarifa	Valor (R\$)	Medição	Tarifa	Valor (R\$)
Consumo P	20.392 kWh	0,37463	7.639,45			
Consumo FP	175.994 kWh	0,24405	42.951,34			
Consumo ACL				197.285 kWh	0,19294	38.064,17
Bandeira	196.386 kWh	0,03	5.891,58			

Total	56.482,37	38.064,17
-------	-----------	-----------

Fonte: Dados da pesquisa (2017).

Quando há alteração de bandeira tarifária, a ANEEL e as distribuidoras informam os consumidores do aumento no custo da energia elétrica por meio de seus sítios eletrônicos. Para os consumidores que estão na categoria livre, este é um sinal de maior economia nos custos com energia, caso as condições de contratação sejam favoráveis aos preços praticados pelo distribuidor local.

Os valores no ACR são cobrados juntamente com a fatura onde estão os custos com demanda e TUSD, já no mercado livre o valor da energia é cobrado com apresentação de nota fiscal emitida pelo fornecedor.

Pode-se notar um aumento de economia de 24,76% para 32,61% e a diferença passou a ser de R\$ 18.418,20 com a inclusão da bandeira tarifária para esta empresa apresentada. Este aumento também influencia nos cálculos dos impostos que serão apresentados adiante.

Tabela 6 - Impostos com Demanda e TUSD Empresa A.

Descrição	ACR (Mercado Cativo)			ACL (Mercado Livre)		
	Custo (R\$)	Alíquota	Valor (R\$)	Custo (R\$)	Alíquota	Valor (R\$)
PIS/ COFINS	28.288,95	4,66%	1.870,16	19.732,10	4,66%	1.307,24
ICMS	28.288,95	25%	10.033,04	19.732,10	25%	7.013,11
Imposto TUSD			11.903,19			8.320,36

Fonte: Dados da pesquisa (2017).

Na Tabela 6 são apresentados os valores dos impostos incidentes na comercialização de energia nos dois ambientes. No mês do relatório a alíquota vigente era de 4,66%, publicada no site da Celesc. Importante destacar que o PIS e COFINS referente a compra de energia no mercado livre está inserido no preço de energia.

Tabela 7 - Impostos com Energia sem considerar a bandeira tarifária empresa A.

PIS/ COFINS	50.590,79	4,66%	3.351,62	.		
ICMS	50.590,79	25%	17.980,80	38.064,17	25%	12.688,06
Imposto Energia			21.332,43			12.688,06
Total de Impostos			33.235,62			21.008,41

Fonte: Dados da pesquisa (2017).

Como tanto os custos de demanda e distribuição quanto os custos com energia obtiveram redução no mercado livre, o mesmo ocorrerá com os impostos, totalizando uma redução de R\$12.227,21, equivalente a 36,79% de economia. O custo com os impostos são reflexos dos gastos incorridos de forma proporcional: quanto maior o gasto maior será o valor do imposto a pagar. Nas outras empresas que este estudo aborda, o método de cálculo é o mesmo do que foi aplicado na Empresa A. Logo, não existe a necessidade de apresentar novamente todo o processo, bastando apenas aplicar os dados das próximas empresas na formula I como foi realizado na Tabela 6 e 7.

Tabela 8 - Diferença total dos custos sem considerar a bandeira tarifária Empresa A.

Descrição	ACR (Mercado Cativo)	ACL (Mercado Livre)
	Valor (R\$)	Valor (R\$)
Distribuidora	112.055,36	40.740,51
NF Energia		38.064,17
Demais Custos	552,31	
Total	112.607,67	78.804,68

Fonte: Dados da pesquisa (2017).

Na Tabela 8 é apresentado o resultado final do confronto dos custos nos dois ambientes. Para o perfil desta empresa, a economia total foi de R\$33.802,99 no ambiente de contratação livre, 30,02% mais barato que no mercado cativo.

Os demais custos apresentados na Tabela 8 referem-se ao custeio de iluminação pública. Os valores cobrados são definidos por meio de lei municipal e é inserido nas faturas de energia elétrica, mediante assinatura de convênio específico para esse fim.

Tabela 9 - Diferença total dos custos com bandeira tarifária Empresa A.

Descrição	ACR (Mercado Cativo)	ACL (Mercado Livre)
	Valor (R\$)	Valor (R\$)
Distribuidora	120.431,22	40.740,51
NF Energia		38.064,17
Demais Custos	552,31	
Total	120.983,53	78.804,68

Fonte: Dados da pesquisa (2017).

Ao considerar a bandeira tarifária nota-se que o custo com energia e consequentemente os impostos sofreram um aumento significativo e por este motivo o mesmo ocorreu na Tabela 9, que teve um aumento de economia de R\$8.375,86 comparado à tabela 8. A economia total considerando a bandeira tarifária é de R\$42.178,85 no mercado livre, 34,86% mais barato que no ambiente de contratação regulado.

A Empresa B apresentada não é participante do mercado livre, e possui contrato de fornecimento de energia elétrica com a Celesc. Porém foi realizada uma análise para entender o que inviabiliza a migração deste consumidor. Como explicado anteriormente, foi considerado o preço de energia na carga média do PLD no submercado sul, no mês em que foi feito a simulação. Em julho, a bandeira tarifária vigente era a verde, ou seja, não houve adicional no custo do kWh.

Tabela 10 - Custos com Demanda e TUSD – Empresa B.

Descrição	ACR (Mercado Cativo)			ACL (Mercado Livre)		
		Tarifa	Valor (R\$)		Tarifa	Valor (R\$)
Demanda P	0	0	0	0	0	0
Demanda FP	500 kW	9,9	4.545,00	500 kW	4,55	2.272,50
TUSD P	3.521 kWh	0,66768	2.350,90	3.521 kWh	0,36245	1.276,17
TUSD FP	125.123 kWh	0,05721	7.158,29	125.123 kWh	0,05721	7.158,29
Total			14.054,19			10.706,96

Fonte: Dados da pesquisa (2017).

A Tabela 10 indica uma economia proveniente do consumo de energia incentivada. Neste caso, onde o percentual de economia na TUSD ponta seja o mesmo comparado à primeira empresa, a economia no custo total com demanda e distribuição ficou menor. Isso devido ao perfil desta empresa, que tem um consumo inferior comparado à empresa anterior e também por consumir pouco na ponta. Por este motivo a economia no mercado livre é de R\$ 3.347,23, ou seja, 23,82% mais barato se comparado ao mercado cativo.

Tabela 81 - Custos com energia Empresa B.

Descrição	ACR (Mercado Cativo)			ACL (Mercado Livre)		
		Tarifa	Valor (R\$)		Tarifa	Valor (R\$)
Consumo P	3.521 kWh	0,37463	1.319,07			
Consumo FP	125.123 kWh	0,24405	30.536,27			
Consumo ACL				132.503	0,28081	37.208,17
Total			31.855,34			37.208,17

Fonte: Dados da pesquisa (2017).

Com o valor do PLD médio em R\$280,81, torna-se caro o valor de energia no mercado livre e por esse motivo não teve economia de acordo com a Tabela 11. Nesse caso, houve um aumento do custo da energia de R\$5.352,83, correspondente a 16,80% a mais de custo no mercado livre. O montante de energia faturado no Ambiente de Contratação Livre foi calculado considerando 3% referente às perdas básicas da rede do período.

Tabela 12 - Diferença total dos custos Empresa B.

Descrição	ACR (Mercado Cativo)	ACL (Mercado Livre)
	Valor (R\$)	Valor (R\$)
Distribuidora	63.489,87	27.209,74
NF Energia		37.208,17
Total	63.489,87	64.417,91

Fonte: Dados da pesquisa (2017).

O resultado final para a Empresa B apresenta um custo maior com energia no mercado livre de R\$928,03, equivalente a 1,46% mais caro que o mercado cativo. Nota-se que além do preço de energia ser mais caro do que o apresentado na Empresa A o consumo no horário de ponta é proporcionalmente mais baixo que comparado ao horário fora de ponta, fazendo com que os custos de energia no mercado livre não resultem em economia. Este é o cenário que foi encontrado no mês de julho, porém os preços do PLD são bastantes variáveis conforme apontado na Tabela 1.

No Anexo A, são demonstrados os cálculos de todas as empresas estudadas nos dois ambientes de contratação e nas modalidades verde e azul. Neste anexo, o preço utilizado para a análise no mercado livre foi o PLD médio do mês de julho, R\$280,81 o mesmo utilizado na empresa B.

Nota-se que o custo com energia das empresas, na melhor opção entre os ambientes, varia de R\$49.123,10 a R\$410.667,70. Logo, no Anexo A nenhuma empresa atingiu uma diferença maior que 10%, este é um reflexo do preço atual do PLD que se equipara muito com os preços praticados no mercado cativo.

Muitas empresas listadas no Anexo A obtiveram economia. Porém o baixo, índice de diferença não compensa o risco de uma exposição contratual no mercado livre, onde o consumidor precisará fechar contratos de curto prazo para suprir a energia sobressalente por preços mais altos que o PLD vigente.

No Anexo B, ao considerar o preço médio referente ao período de janeiro a julho de 2017, R\$227,97, o cenário se torna mais atrativo. Percebe-se que a variação do custo de energia é de R\$43.359,96 a R\$402.825,41 entre as melhores opções dos dois ambientes.

Das empresas apresentadas, 13 atingiram uma diferença maior que 15% e isto é um bom indicativo para viabilização da migração para o mercado livre. Nota-se que todas possuem um considerável volume de consumo no horário de ponta, o que favorece os valores cobrados de TUSD para os optantes no mercado livre.

Importante observar que empresas com consumo de 100.359 kW e com demanda de 500 kW conseguem atingir economias de 21%, como é o caso da Empresa S, já a Empresa AB que possui consumo de 603.889 kW e demanda de 1200 kW não conseguiu atingir a economia atrativa para viabilizar sua migração, ficando com apenas 9% de diferença entre os mercados.

Assim, o consumo total de energia não é fator preponderante para a obtenção de economia. Ele pode influenciar com o aumento da economia se o perfil da empresa sugere uma redução que é diretamente proporcional ao montante consumido. O mesmo não ocorre para a demanda contratada, que tem uma grande influência na composição dos cálculos de economia, devido à dinâmica de redução das tarifas para os consumidores optantes do mercado livre.

O cenário encontrado para a Empresa AB, que inviabilizou sua migração, é um reflexo do alto consumo no horário fora de ponta comparado ao baixo consumo na ponta. Este fato fez com que a economia do custo com a demanda contratada não seja o suficiente para manter uma redução atrativa para o consumidor.

5 Conclusão

De forma geral, percebe-se a importância de uma análise do mercado de energia para a correta tomada de decisão sobre qual das opções escolher na hora de contratar a energia elétrica. O mercado livre é muito volátil, conforme os valores apresentados na Tabela 1, que mostra a variação do preço médio do PLD no ano de 2017. Por este motivo para atuar no mercado livre deve requerer-se um bom sistema de controle para conseguir extrair resultados satisfatórios do ambiente. Conclui-se que o valor do PLD é o principal fator para viabilização de migração do mercado livre, o que refletiu, no mês de julho de 2017, na inviabilização das empresas estudadas optarem pela migração, em face dos riscos envolvidos nesse tipo de contratação.

Em julho de 2017, o valor do PLD médio foi de R\$ 280,81 muito próximo dos preços praticados pela Celesc. Essa equivalência é percebida nos resultados apresentados no Anexo A, onde a variação de economia vai de -8% a 8% entre os resultados mais interessantes em ambos mercados. Com isto, é possível estipular que no mercado livre, quanto menor o valor do PLD, maior será a probabilidade de viabilidade econômica de migração.

Com as análises realizadas nas empresas de pequeno e médio porte, o consumo no horário de ponta tem influência na obtenção de economia dos custos de energia no ambiente de contratação livre, pois o valor de energia continua o mesmo para os horários pontas e fora de pontas. Isto permite que empresas optantes do mercado livre possam se reorganizar e continuar a produzir nestes horários onde, no ambiente de contratação regulado, a energia se torna mais cara. A viabilidade econômica para as empresas que estão situadas no estado de Santa Catarina está associada ao perfil de consumo e preço. Empresas que utilizam bastante energia elétrica no horário de ponta têm resultados mais econômicos no mercado livre.

Foram apresentados também os resultados de empresas que possuem consumo de energia menor e conseguiram atingir economias mais altas que empresas com consumo maiores. O mesmo acontece com a quantidade de demanda contratada. Este tipo de abordagem permite que mesmo empresas que não têm demanda mínima de 500 kW optem em aumentar sua demanda contratada, com intuito de migrarem para o mercado livre.

Assim como Souza (2016), conclui-se que o aumento de demanda para 500 kW pode viabilizar a migração de empresas de pequeno e médio porte que não possuem demanda mínima para aderir ao mercado livre, conforme foi constatado pelo autor nos estudos realizados nas indústrias de cerâmica vermelha no município de Sombrio.

Em virtude do que foi abordado no artigo, conclui-se que o atual cenário não favorece a maioria das empresas de pequeno e médio porte a optarem pela contratação de energia no mercado livre. Isto ocorre, pois, o atual preço do PLD é muito parecido com os valores cobrados pela Celesc. Logo só é interessante a migração de empresas que possuem grande consumo de energia no horário de ponta e alto valor de demanda contratada, onde são concedidos benefícios pela utilização de energia incentivada.

Referências

AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA – ANEEL. Sem data. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/>. Acesso em: 25 jul 2017.

BAUER, P. C.; CARVALHO, G. A.; ROHR, M. **Estudo de redução de custos de energia elétrica aplicado em supermercados utilizando medidas e conceitos de eficiência energética**. 2016. 87p. Monografia (Bacharel em Engenharia Elétrica) - Universidade Tecnológica Federal do Paraná (UTFPR), Curitiba, 2016.

CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE. Sem data. Disponível em: <https://www.ccee.org.br/>. Acesso em: 26 jul 2017.

CARVALHO, T. P. **Um estudo de caso sobre tarifação de energia elétrica visando sua utilização racional no centro de tecnologia da UFRJ**. 2012. 43p. Monografia (Bacharel em Engenharia Elétrica) - Universidade Federal do Rio de Janeiro (UFRJ), Rio de Janeiro, 2012.

CORREA, J. D. S.; OZIR, F. S.; PEREIRA, T. H. **Controle de demanda de energia elétrica**. Revista e-xacta da Universidade de Belo Horizonte, Belo Horizonte, UniBH, v.4, n. 5, p. 191-202, 2011. Disponível em: <revista.unibh.br/index.php/dcet/article/viewFile/696/405>. Acesso em: 18 jul 2017.

COMPANHIA PAULISTA DE FORÇA E LUZ- CPFL. **Tributos federais**. Sem data. Disponível em: <https://servicosonline.cpfl.com.br/tributos.aspx>. Acesso em: 20 jul 2017.

FARIA, S. T. **Redução de custos com mercado livre de energia**. 2008. 9p. Artigo científico (Graduação em Engenharia Elétrica) Universidade Federal do Paraná (UFPR), Curitiba, 2008.

MAGALHÃES, G. S. C. **Comercialização de energia elétrica no ambiente de contratação livre: uma análise regulatório-institucional a partir dos contratos de compra e venda de energia elétrica**. 2009. 139 p. Dissertação (Mestrado em Energia) - Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2009.

MOREIRA, L. C. **Um novo mercado de energia elétrica para o Brasil**. 2016. 160 p. Monografia (Mestrado em Economia do Setor Público) - Universidade de Brasília, Brasília, 2016.

OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO – ONS. **Agentes setoriais**. Sem data. Disponível em: http://www.ons.org.br/institucional_linguas/relacionamentos.aspx. Acesso em: 18 jul 2017.

SILVA, D. M. **Análise qualitativa de medidas para redução de custos industriais com energia elétrica**. 2012. 45 p. Monografia (Bacharel em Engenharia Elétrica) - Universidade de São Paulo (USP), São Paulo, 2012.

SOUZA, G. P. **Análise de viabilidade técnica e econômica de migração de consumidores cativos para o mercado livre de energia: estudo de caso em indústrias de cerâmica vermelha localizadas no município de Sombrio/SC**. 2016. 29 p. Artigo científico (Graduação de Engenharia de Energia) – Universidade Federal de Santa Catarina (UFSC), Araranguá, 2016.

WALVIS, A. **Avaliação das reformas recentes no setor elétrico brasileiro e sua relação com o desenvolvimento do mercado livre de energia**. 2014. 100 p. Dissertação (Mestrado em Finanças e Economia Empresarial) - Fundação Getúlio Vargas (FGV), Rio de Janeiro, 2014.

Anexo A – Simulação dos custos de energia com base no PLD médio de julho de 2017

Empresa	Demanda	Consumo			ACR		ACL		Melhor Opção ACR	Melhor Opção ACL	Diferença	
		Ponta	Fora de Ponta	Total	Verde	Azul	Verde	Azul				
A	500	20392	175994	196386	R\$ 109.002,54	R\$ 109.204,86	R\$ 103.027,22	R\$ 103.128,24	109.002,54	103.027,22	5.975,32	-5%
B	500	3521	125123	128644	R\$ 63.489,87	R\$ 77.935,37	R\$ 64.421,51	R\$ 71.644,23	63.489,87	64.421,51	- 931,64	1%
C	2525	26588	798705	825293	R\$ 402.825,41	R\$ 468.339,97	R\$ 410.677,70	R\$ 443.434,79	402.825,41	410.677,70	- 7.852,29	2%
D	500	207	102105	102312	R\$ 49.123,10	R\$ 66.366,40	R\$ 50.784,43	R\$ 59.406,08	49.123,10	50.784,43	- 1.661,34	3%
E	850	1090	252349	253439	R\$ 117.390,79	R\$ 146.081,27	R\$ 123.597,79	R\$ 137.943,03	117.390,79	123.597,79	- 6.207,01	5%
F	2050	34041	541936	575977	R\$ 300.621,51	R\$ 343.296,78	R\$ 294.961,99	R\$ 316.299,39	300.621,51	294.961,99	5.659,52	-2%
G	635	8582	259596	268178	R\$ 128.506,63	R\$ 143.382,30	R\$ 132.257,66	R\$ 139.695,44	128.506,63	132.257,66	- 3.751,03	3%
H	720	505	102341	102846	R\$ 52.416,56	R\$ 77.072,23	R\$ 52.542,73	R\$ 64.870,56	52.416,56	52.542,73	- 126,16	0%
I	700	1318	241747	243065	R\$ 111.416,77	R\$ 134.689,35	R\$ 117.928,73	R\$ 129.565,01	111.416,77	117.928,73	- 6.511,96	6%
J	500	1230	135878	137108	R\$ 64.668,30	R\$ 81.047,95	R\$ 67.388,18	R\$ 75.577,99	64.668,30	67.388,18	- 2.719,88	4%
K	760	539	248145	248684	R\$ 113.713,69	R\$ 139.734,10	R\$ 120.588,94	R\$ 133.599,14	113.713,69	120.588,94	- 6.875,25	6%
L	800	984	257054	258038	R\$ 118.569,66	R\$ 145.607,83	R\$ 125.375,88	R\$ 138.894,95	118.569,66	125.375,88	- 6.806,22	6%
M	500	6668	164604	171272	R\$ 84.474,79	R\$ 96.263,46	R\$ 85.561,88	R\$ 91.456,17	84.474,79	85.561,88	- 1.087,08	1%
N	1100	7005	357816	364821	R\$ 172.999,63	R\$ 205.405,46	R\$ 179.434,04	R\$ 195.636,91	172.999,63	179.434,04	- 6.434,42	4%
O	500	889	157098	157987	R\$ 73.017,50	R\$ 89.685,04	R\$ 76.948,03	R\$ 85.281,79	73.017,50	76.948,03	- 3.930,52	5%
P	500	15644	142215	157859	R\$ 88.085,45	R\$ 92.296,22	R\$ 83.117,02	R\$ 85.222,30	88.085,45	83.117,02	4.968,43	-6%
Q	655	779	284353	285132	R\$ 127.824,77	R\$ 149.984,77	R\$ 136.969,25	R\$ 148.049,24	127.824,77	136.969,25	- 9.144,48	7%
R	600	16645	272100	288745	R\$ 144.898,49	R\$ 151.747,78	R\$ 144.999,83	R\$ 148.424,36	144.898,49	144.999,83	- 101,34	0%
S	500	10893	89466	100359	R\$ 59.260,70	R\$ 67.482,45	R\$ 54.387,60	R\$ 58.498,40	59.260,70	54.387,60	4.873,10	-8%
T	580	3546	333676	337222	R\$ 151.419,53	R\$ 168.630,81	R\$ 161.874,88	R\$ 170.480,49	151.419,53	161.874,88	- 10.455,35	7%
U	580	6282	94120	100402	R\$ 55.558,82	R\$ 70.460,25	R\$ 52.964,54	R\$ 60.415,22	55.558,82	52.964,54	2.594,28	-5%
V	1200	7472	307015	314487	R\$ 153.765,01	R\$ 189.260,20	R\$ 156.867,01	R\$ 174.614,55	153.765,01	156.867,01	- 3.102,00	2%
W	1750	2913	576475	579388	R\$ 266.370,64	R\$ 324.874,58	R\$ 281.519,62	R\$ 310.771,57	266.370,64	281.519,62	- 15.148,98	6%
X	550	18145	159692	177837	R\$ 99.600,37	R\$ 103.441,50	R\$ 93.772,42	R\$ 95.692,86	99.600,37	93.772,42	5.827,95	-6%
Y	1460	37816	343587	381402,6	R\$ 216.008,80	R\$ 234.944,12	R\$ 202.411,77	R\$ 211.879,17	216.008,80	202.411,77	13.597,04	-6%
Z	1350	1872	252485	254357	R\$ 124.860,10	R\$ 170.308,44	R\$ 127.500,73	R\$ 150.224,89	124.860,10	127.500,73	- 2.640,63	2%
AA	790	472	223348	223820	R\$ 103.663,24	R\$ 130.785,30	R\$ 109.193,55	R\$ 122.754,58	103.663,24	109.193,55	- 5.530,31	5%
AB	1200	1547	602342	603889	R\$ 268.264,42	R\$ 308.761,73	R\$ 288.869,37	R\$ 309.118,01	268.264,42	288.869,37	- 20.604,95	8%
AC	500	1865	191093	192958	R\$ 88.587,45	R\$ 104.431,00	R\$ 93.613,26	R\$ 101.535,03	88.587,45	93.613,26	- 5.025,81	6%
AD	760	3030	347819	350849	R\$ 158.830,80	R\$ 182.748,21	R\$ 169.123,01	R\$ 181.081,70	158.830,80	169.123,01	- 10.292,21	6%
AE	600	4785	330515	335300	R\$ 152.139,96	R\$ 169.001,94	R\$ 161.630,46	R\$ 170.061,42	152.139,96	161.630,46	- 9.490,51	6%
AF	2100	18479	515891	534370	R\$ 267.967,32	R\$ 325.522,46	R\$ 269.370,05	R\$ 298.147,50	267.967,32	269.370,05	- 1.402,73	1%
AG	750	15207	138253	153460	R\$ 88.947,60	R\$ 102.236,33	R\$ 82.461,14	R\$ 89.105,40	88.947,60	82.461,14	6.486,45	-7%
AH	650	16135	174026	190161	R\$ 103.932,02	R\$ 112.953,69	R\$ 99.280,92	R\$ 103.791,65	103.932,02	99.280,92	4.651,10	-4%
AI	510	4377	179606	183983	R\$ 87.548,33	R\$ 101.619,51	R\$ 90.565,32	R\$ 97.600,88	87.548,33	90.565,32	- 3.016,99	3%
AJ	1460	13634	281474	295108	R\$ 155.274,67	R\$ 194.625,04	R\$ 152.097,52	R\$ 171.772,61	155.274,67	152.097,52	3.177,15	-2%
AK	500	12276	122950	135226	R\$ 75.204,42	R\$ 82.258,59	R\$ 71.176,31	R\$ 74.703,31	75.204,42	71.176,31	4.028,11	-5%
AL	1200	34020	339845	373865	R\$ 205.710,26	R\$ 218.792,56	R\$ 195.670,36	R\$ 202.211,27	205.710,26	195.670,36	10.039,90	-5%
AM	500	9788	140498	150286	R\$ 78.929,00	R\$ 88.083,64	R\$ 77.125,39	R\$ 81.702,64	78.929,00	77.125,39	1.803,61	-2%
AN	575	2070	140614	142684	R\$ 68.795,06	R\$ 87.078,25	R\$ 70.806,21	R\$ 79.947,79	68.795,06	70.806,21	- 2.011,15	3%

Anexo B - Simulação dos custos de energia com base no PLD médio do ano de 2017

Empresa	Demanda	Consumo			ACR		ACL		Melhor Opção ACR	Melhor Opção ACL	Diferença	
		Ponta	Fora de Ponta	Total	Verde	Azul	Verde	Azul				
A	500	20392	175994	196.386,00	R\$ 109.002,54	R\$ 109.204,86	R\$ 88.776,09	R\$ 88.877,11	109.002,54	88.776,09	20.226,45	-19%
B	500	3521	125123	128.644,00	R\$ 63.489,87	R\$ 77.935,37	R\$ 55.086,21	R\$ 62.308,93	63.489,87	55.086,21	8.403,66	-13%
C	2525	26588	798705	825.293,00	R\$ 402.825,41	R\$ 468.339,97	R\$ 350.788,72	R\$ 383.545,81	402.825,41	350.788,72	52.036,70	-13%
D	500	207	102105	102.312,00	R\$ 49.123,10	R\$ 66.366,40	R\$ 43.359,96	R\$ 51.981,61	49.123,10	43.359,96	5.763,13	-12%
E	850	1090	252349	253.439,00	R\$ 117.390,79	R\$ 146.081,27	R\$ 105.206,50	R\$ 119.551,74	117.390,79	105.206,50	12.184,28	-10%
F	2050	34041	541936	575.977,00	R\$ 300.621,51	R\$ 343.296,78	R\$ 253.165,10	R\$ 274.502,50	300.621,51	253.165,10	47.456,41	-16%
G	635	8582	259596	268.178,00	R\$ 128.506,63	R\$ 143.382,30	R\$ 112.796,81	R\$ 120.234,58	128.506,63	112.796,81	15.709,82	-12%
H	720	505	102341	102.846,00	R\$ 52.416,56	R\$ 77.072,23	R\$ 45.079,51	R\$ 57.407,34	52.416,56	45.079,51	7.337,05	-14%
I	700	1318	241747	243.065,00	R\$ 111.416,77	R\$ 134.689,35	R\$ 100.290,25	R\$ 111.926,53	111.416,77	100.290,25	11.126,52	-10%
J	500	1230	135878	137.108,00	R\$ 64.668,30	R\$ 81.047,95	R\$ 57.438,67	R\$ 65.628,48	64.668,30	57.438,67	7.229,63	-11%
K	760	539	248145	248.684,00	R\$ 113.713,69	R\$ 139.734,10	R\$ 102.542,71	R\$ 115.552,91	113.713,69	102.542,71	11.170,98	-10%
L	800	984	257054	258.038,00	R\$ 118.569,66	R\$ 145.607,83	R\$ 106.650,85	R\$ 120.169,93	118.569,66	106.650,85	11.918,81	-10%
M	500	6668	164604	171.272,00	R\$ 84.474,79	R\$ 96.263,46	R\$ 73.133,20	R\$ 79.027,48	84.474,79	73.133,20	11.341,60	-13%
N	1100	7005	357816	364.821,00	R\$ 172.999,63	R\$ 205.405,46	R\$ 152.960,10	R\$ 169.162,97	172.999,63	152.960,10	20.039,52	-12%
O	500	889	157098	157.987,00	R\$ 73.017,50	R\$ 89.685,04	R\$ 65.483,39	R\$ 73.817,15	73.017,50	65.483,39	7.534,11	-10%
P	500	15644	142215	157.859,00	R\$ 88.085,45	R\$ 92.296,22	R\$ 71.661,68	R\$ 73.766,95	88.085,45	71.661,68	16.423,77	-19%
Q	655	779	284353	285.132,00	R\$ 127.824,77	R\$ 149.984,77	R\$ 116.278,10	R\$ 127.358,09	127.824,77	116.278,10	11.546,68	-9%
R	600	16645	272100	288.745,00	R\$ 144.898,49	R\$ 151.747,78	R\$ 124.046,49	R\$ 127.471,02	144.898,49	124.046,49	20.852,00	-14%
S	500	10893	89466	100.359,00	R\$ 59.260,70	R\$ 67.482,45	R\$ 47.104,85	R\$ 51.215,65	59.260,70	47.104,85	12.155,84	-21%
T	580	3546	333676	337.222,00	R\$ 151.419,53	R\$ 168.630,81	R\$ 137.403,71	R\$ 146.009,32	151.419,53	137.403,71	14.015,82	-9%
U	580	6282	94120	100.402,00	R\$ 55.558,82	R\$ 70.460,25	R\$ 45.678,68	R\$ 53.129,35	55.558,82	45.678,68	9.880,14	-18%
V	1200	7472	307015	314.487,00	R\$ 153.765,01	R\$ 189.260,20	R\$ 134.045,65	R\$ 151.793,19	153.765,01	134.045,65	19.719,36	-13%
W	1750	2913	576475	579.388,00	R\$ 266.370,64	R\$ 324.874,58	R\$ 239.475,21	R\$ 268.727,16	266.370,64	239.475,21	26.895,43	-10%
X	550	18145	159692	177.837,00	R\$ 99.600,37	R\$ 103.441,50	R\$ 80.867,33	R\$ 82.787,77	99.600,37	80.867,33	18.733,03	-19%
Y	1460	37816	343587	381.402,57	R\$ 216.008,80	R\$ 234.944,12	R\$ 174.734,55	R\$ 184.201,95	216.008,80	174.734,55	41.274,25	-19%
Z	1350	1872	252485	254.357,00	R\$ 124.860,10	R\$ 170.308,44	R\$ 109.042,82	R\$ 131.766,98	124.860,10	109.042,82	15.817,28	-13%
AA	790	472	223348	223.820,00	R\$ 103.663,24	R\$ 130.785,30	R\$ 92.951,62	R\$ 106.512,64	103.663,24	92.951,62	10.711,62	-10%
AB	1200	1547	602342	603.889,00	R\$ 268.264,42	R\$ 308.761,73	R\$ 245.047,00	R\$ 265.295,64	268.264,42	245.047,00	23.217,43	-9%
AC	500	1865	191093	192.958,00	R\$ 88.587,45	R\$ 104.431,00	R\$ 79.610,89	R\$ 87.532,66	88.587,45	79.610,89	8.976,56	-10%
AD	760	3030	347819	350.849,00	R\$ 158.830,80	R\$ 182.748,21	R\$ 143.662,98	R\$ 155.621,66	158.830,80	143.662,98	15.167,82	-10%
AE	600	4785	330515	335.300,00	R\$ 152.139,96	R\$ 169.001,94	R\$ 137.298,77	R\$ 145.729,73	152.139,96	137.298,77	14.841,18	-10%
AF	2100	18479	515891	534.370,00	R\$ 267.967,32	R\$ 325.522,46	R\$ 230.592,46	R\$ 259.369,91	267.967,32	230.592,46	37.374,86	-14%
AG	750	15207	138253	153.460,00	R\$ 88.947,60	R\$ 102.236,33	R\$ 71.325,02	R\$ 77.969,28	88.947,60	71.325,02	17.622,57	-20%
AH	650	16135	174026	190.161,00	R\$ 103.932,02	R\$ 112.953,69	R\$ 85.481,52	R\$ 89.992,25	103.932,02	85.481,52	18.450,50	-18%
AI	510	4377	179606	183.983,00	R\$ 87.548,33	R\$ 101.619,51	R\$ 77.214,24	R\$ 84.249,80	87.548,33	77.214,24	10.334,09	-12%
AJ	1460	13634	281474	295.108,00	R\$ 155.274,67	R\$ 194.625,04	R\$ 130.682,43	R\$ 150.357,52	155.274,67	130.682,43	24.592,23	-16%
AK	500	12276	122950	135.226,00	R\$ 75.204,42	R\$ 82.258,59	R\$ 61.363,37	R\$ 64.890,37	75.204,42	61.363,37	13.841,05	-18%
AL	1200	34020	339845	373.865,00	R\$ 205.710,26	R\$ 218.792,56	R\$ 168.540,12	R\$ 175.081,04	205.710,26	168.540,12	37.170,14	-18%
AM	500	9788	140498	150.286,00	R\$ 78.929,00	R\$ 88.083,64	R\$ 66.219,60	R\$ 70.796,85	78.929,00	66.219,60	12.709,40	-16%
AN	575	2070	140614	142.684,00	R\$ 68.795,06	R\$ 87.078,25	R\$ 60.452,07	R\$ 69.593,65	68.795,06	60.452,07	8.342,99	-12%